

ИСПЫТАНИЯ НА НАГРЕВАНИЕ ГИДРОГЕНЕРАТОРОВ ЖИГУЛЁВСКОЙ И ВОЛЖСКОЙ ГЭС

АВТОРЫ:

АНАНЯНЦ С.С.,
К.Т.Н.,
ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС»

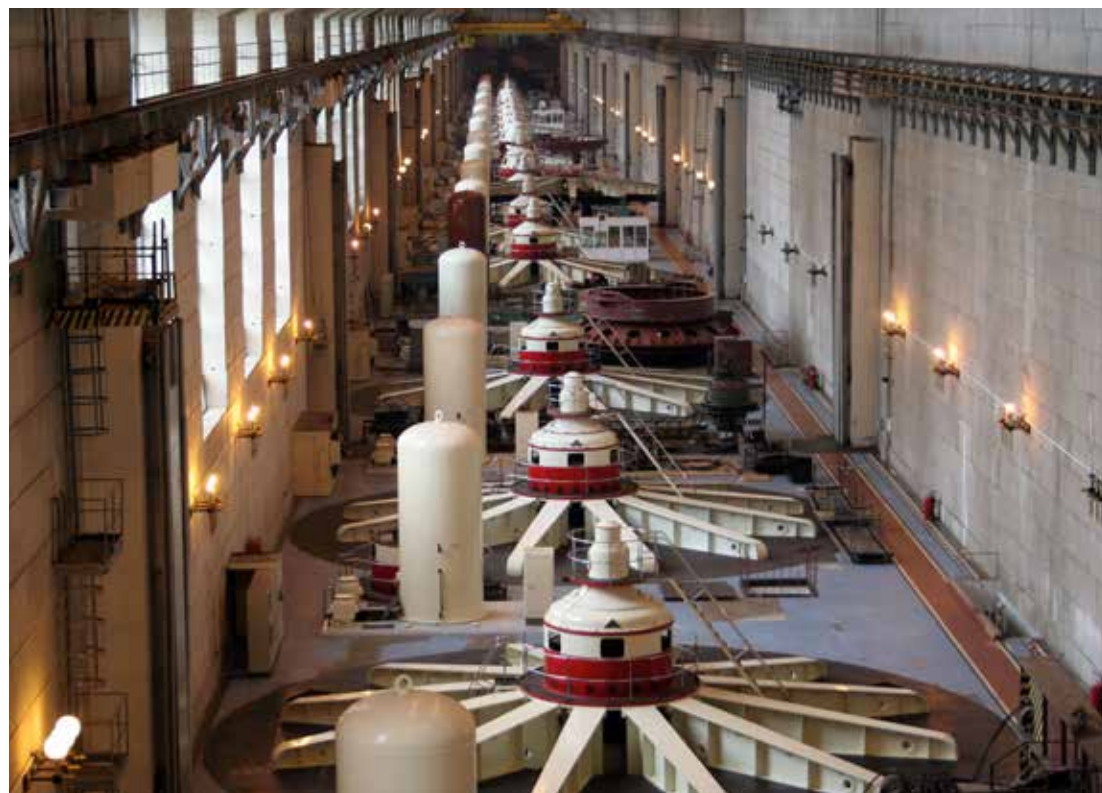
ДВИНЯНИНОВ В.И.,
ФИЛИАЛ ОАО
«РУСГИДРО» –
«ЖИГУЛЁВСКАЯ ГЭС»

ЛЫТИКОВ О.Л.,
3 ФИЛИАЛ ОАО
«РУСГИДРО» –
«ВОЛЖСКАЯ ГЭС»

Жигулёвская (пуск первого агрегата в 1955 г.) и Волжская (пуск первого агрегата в 1958 г.) гидроэлектростанции являются первыми мощными многоагрегатными станциями в нашей стране.

Эти станции в течение длительного времени являлись базовыми, на которых отработывались все новые технические разработки: режимного характера, системы возбуждения, новые типы релейной защиты и автоматики и т. д.

Ключевые слова: генератор, нагрев, температура, обмотка, сердечник, режим, характеристика, термопара, статор, ротор, мощность.



Машинный зал Жигулёвской ГЭС

1. ВВЕДЕНИЕ

Жигулёвская и Волжская ГЭС являются многоагрегатными станциями с укрупненными блоками. Количество генераторов с идентичными параметрами, установленных на Жигулёвской ГЭС – 20, а на Волжской ГЭС – 22. При этом число генераторов укрупненных блоков, в зависимости от работы генераторов через трансформаторную (Т) или автотрансформаторную (АТ) группу, составляет, соответственно, 3 и 2. Номинальные данные генераторов приведены в таблице 1.

Жигулёвская (пуск первого агрегата в 1955 г.) и Волжская (пуск первого агрегата в 1958 г.) гидроэлектростанции являются первыми мощными многоагрегатными станциями в нашей стране. Эти станции в течение длительного времени являлись базовыми, на которых отработывались все новые технические разработки: режимного характера, системы возбуждения, новые типы релейной защиты и автоматики и т. д. С целью обеспечения высокой устойчивости

при передаче электроэнергии по протяженным линиям генераторы этих ГЭС были изготовлены с низким индуктивным сопротивлением по продольной оси ($X_d = 0,52$). На Жигулёвской ГЭС впервые в нашей стране в период с 1962 по 1964 гг. было освоено напряжение класса 500 кВ, для чего линии электропередачи (ЛЭП) напряжением 400 кВ, связывающие станцию с системой, переводились на напряжение 500 кВ. Для этого обмотки трансформаторных фаз напряжением 400 кВ (на ГЭС трансформаторы укрупненных блоков выполнены групповыми однофазными) следовало заменить обмотками напряжением 500 кВ. Все эти работы на всех трансформаторных фазах были реализованы при минимальном снижении мощности ГЭС. Это удалось сделать путем использования возможности работы генераторов ГЭС с длительной несимметрией $I_2/I_{ном} = 15-17\%$ при нагрузке 60–65 МВт (единичная мощность генераторов станции при этом составляла 105 МВт). Подобный прием позволил не отключать три генератора укрупненного блока, работавших

на трансформаторную группу, у которой заменялась фаза, а сохранить их в рабочем состоянии, выдавая 180–195 МВт вместо 315 МВт. При этом одна трансформаторная фаза была либо отключена, либо же работа велась по так называемой «косой схеме», т. е. при двух трансформаторных фазах по 400 кВ и одной 500 кВ или наоборот. Этот класс освоенного напряжения 500 кВ является системообразующим, в дальнейшем он позволил создать межсистемные магистральные связи и единую энергетическую систему нашей страны. Первой ЛЭП 500 кВ, которая стала функционировать на этом напряжении, стала линия Куйбышев – Москва. Впоследствии, в 70-х годах прошлого века, была проведена перемаркировка генераторов станции с повышением единичной мощности с 105 до 115 МВт.

В 1979 г. в плановом порядке была начата модернизация и реконструкция генераторов обсуждаемых станций. В процессе реконструкции старая обмотка статора с компаундированной изоляцией,

НОМИНАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ ГЕНЕРАТОРОВ

Генератор – синхронный 3-фазного тока, вертикальный с косвенным воздушным охлаждением, производства ЛПЭО «ЭЛЕКТРОСИЛА», тип СВ-1500/200-88

Номинальная мощность: полная/активная, кВА/кВт, при температуре охлаждающего воздуха 35 °С	127 800 / 115 000
Напряжение статора, В	13 800
Ток статора, А	5350
Номинальный коэффициент мощности	0,9
Частота, Гц	50
Частота вращения, об/мин	68,2
Напряжение возбуждения на кольцах ротора при номинальной нагрузке генератора, В	380
Ток ротора при номинальной нагрузке	1900

Таблица 1

имевшая несколько повышенную аварийность из-за теплового старения, была заменена на новую с терморезистивной изоляцией типа «Слюдотерм», изготовленную по технологии, которую предложил «Волгоградэнергоремонт». Эта изоляция имеет несколько увеличенное (на 1,5%) сечение меди стержней обмотки статора (т. е. с большим коэффициентом заполнения меди-Кз). Кроме обмотки, была заменена сталь сердечника статора (Э42 с удельными потерями $p = 1,4$ Вт/кг, толщиной $\delta = 0,5$ мм) на новую (Э330 с $p = 0,8$ Вт/кг, толщиной $\delta = 0,35$ мм), причем, при ее шихтовке была применена неразъемная сборка сердечника статора «в кольцо» с установкой крайних пакетов на месте установки генератора, а также полюса роторов, т. е. машины приобрели вид нововведенных.

Первые два модернизированных генератора (ст. №№ 1, 2) были введены на Жигулёвской ГЭС в эксплуатацию в 1980 г., а в 1984 г. работало уже 8 таких генераторов.

Модернизация генераторов, отработавших свой ресурс, является чрезвычайно актуальной проблемой, поэтому важно знать, какими характеристиками будут обладать реконструируемые машины, чтобы гарантировать их надежную работу в течение нового срока службы. Для определения эксплуатационных характеристик генераторов, прошедших модернизацию, должны быть проведены соответствующие комплексные натурные испытания активных узлов машин в соответствии с нормами, регламентированными нормативно-техническими документами. Именно поэтому в 1983–1985 гг. на ГГст. №№ 2, 22 Волжской ГЭС, а в 1990 г. на ГГст. №12 Жигулёвской ГЭС были проведены испытания на нагревание в симметричных режимах различными активными и реактивными нагрузками с предварительной ос-

насткой элементарных проводников обмотки статора термодатчиками.

Результаты испытаний показали, что уровни температур активных частей генераторов ниже, чем до модернизации, и при этом генераторы обладают существенным тепловым запасом. Таким образом, замена старой компаундированной изоляции стержней на терморезистивную, обладающую более высокой нагревостойкостью, создает запас по нагреву, достаточный для увеличения мощности генератора с сохранением номинального коэффициента мощности.

2. КОНТРОЛЬНЫЕ ПЕРИОДИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ ГЕНЕРАТОРОВ НА НАГРЕВАНИЕ

В соответствии с «Методическими указаниями по проведению испытаний генераторов на нагревание» [1] контрольные испытания в эксплуатации производятся не реже одного раза в 10 лет при одной-двух нагрузках, близких к номинальной, а для машин, отработавших 25 лет, – не реже одного раза в 5 лет. Результаты сравниваются с исходными данными. Отклонения в нагревах не должны превышать 3–5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть выше допускаемых по ГОСТу, ТУ или заводской инструкции. Испытания на нагревание проводятся также после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения. По результатам испытаний разрабатываются карты допустимых нагрузок.

Подобные испытания на обсуждаемых ГЭС были выполнены

в период с 1990 по 2012 г. в связи с реконструкцией и модернизацией гидрогенераторов Жигулёвской и Волжской ГЭС.

ЦЕЛЬ ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Техническое задание на испытания подразумевало определение характеристик нагревания генератора на предмет их соответствия требованиям стандартов и техническим условиям поставки, выяснение допустимых в эксплуатации нагрузок, выявление возможных дефектов и аномальных отклонений от нормального технического состояния, возникающих в процессе эксплуатации, тенденций ухудшения состояния изоляции активных узлов генератора, оценку эффективности принятых конструктивных решений при модернизации и реконструкции. На основании результатов этих испытаний были установлены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры (с округлением в большую сторону до 5 °С) обмотки статора, ротора, активной стали и охлаждающих сред на выходе из обмотки статора, при продолжительной работе генератора с номинальной нагрузкой при номинальных значениях коэффициента мощности, напряжения и параметров охлаждающих сред.

3. МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ НА НАГРЕВАНИЕ

Испытания и обработка получаемых данных выполнялись в соответствии с уже упомянутыми выше «Методическими указаниями по

проведению испытаний генераторов на нагревание» (РД 34.45.309-92)[1]. Испытания проводятся на генераторе, находящемся в исправном состоянии, при нормальной работе всех его основных частей и вспомогательных устройств (нормальное состояние системы охлаждения, отсутствие короткозамкнутых витков в обмотке ротора).

ИСПЫТАНИЯ ВКЛЮЧАЛИ:

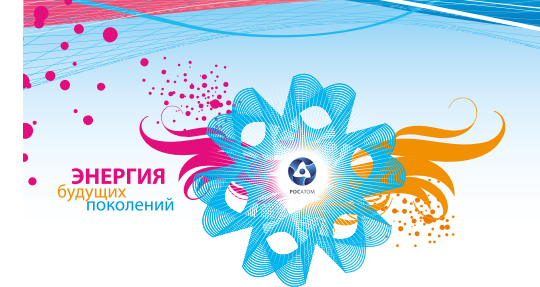
1. Определение электрических величин и характеристик:

- сопротивления обмоток ротора в практически холодном состоянии;
- активной и реактивной мощности;
- токов и напряжения в обмотке статора (в трех фазах);
- тока ротора;
- напряжения на кольцах ротора;
- характеристик холостого хода и короткого замыкания для построения диаграммы Потье;
- тока холостого хода;
- синхронного индуктивного сопротивления по продольной оси;
- регулировочной характеристики;
- номинального и наибольшего тока ротора при номинальных условиях и при отклонении напряжения и тока статора на $\pm 5\%$ номинальных значений).

2. Определение тепловых характеристик: проведение четырех опытов на нагревание с нагрузками порядка 0,6; 0,75; 0,9 и 1,0 РН (активной мощности) при номинальном или близком к нему коэффициенте мощности. При этом напряжение генератора не должно было отличаться от номинального более чем на 5%.

Допускается проводить испытания на нагревание при напряжении выше номинального более чем на 5% (при условии работы электростанции). Однако полная мощность генератора при этом не должна превышать установленной заводом-изготовителем.

Все приведенные величины определялись как по автоматической системе контроля, так и по контрольным приборам, установленным на время проведения испытаний и включенным на эксплуатационные трансформаторы тока и напряжения. Класс точности контрольных приборов должен был быть не ниже 0,5, а для приборов, установленных в цепи возбуждения, – не ниже 0,2. Контрольный шунт, устанавливаемый в цепи обмотки ротора, должен соответствовать классу точности не ниже 0,2. При отсутствии шунтов такого класса можно применять шунты класса 0,5, не снижая при этом требований к контрольным приборам, которые к ним подключаются. Допускалось использование эксплуатационных шунтов класса не ниже 0,5, при этом коэффициент мощности определяют расчетом по показаниям контрольных приборов, установленных для измерения тока, активной, реактивной мощности и напряжения. Температура обмотки и сердечника статора определялись с помощью заложенных термосопротивлений (ТС) по автоматической системе теплоконтроля (АСК); температура обмотки ротора – по среднему сопротивлению; температура охлаждающего и горячего воздуха – по штатным ТС по АСК. Разность температур между входящим (холодным) и выходящим (горячим) воздухом при номинальной нагрузке не должна превышать $\Delta t \leq 25 \div 30$ °С. За температуру охлаждающего воздуха ($t_{х.в.}$) принимается значение температуры, определенное как среднее ариф-



Международный форум молодых энергетиков и промышленников «Форсаж-2014»

ФОРСАЖ

Калужская область, Жуковский район, дер. Черная Грязь **2014**

С 13 по 19 июля

«ФОРСАЖ-2014» - ЭТО:

800 участников – молодых специалистов и ученых, представителей энергетических и промышленных компаний;

150 гостей – руководителей крупных компаний, экспертов в сферах атомной и других отраслей, науки, бизнеса, политики;

8 тематических образовательных потоков

- лекции, тренинги, мастер-классы, деловые игры, презентация инновационных разработок и многое другое.

Формат форума – образовательный палаточный лагерь.



РОСАТОМ



МАКО

реклама



www.forsage.org

ИНФОРМАЦИЯ

ЖИГУЛЕВСКАЯ ГЭС

Жигулёвская гидроэлектростанция (прежнее название – Куйбышевская ГЭС им. В.И. Ленина) расположена в Самарской области на реке Волга.

Является шестой ступенью и второй по мощности ГЭС Волжско-Камского каскада ГЭС.

Входит в структуру Российской энергетической корпорации ОАО «РусГидро».

Здание ГЭС расположено на правом берегу Волги. Оно состоит из 10 двухагрегатных секций с донными водосбросами. В машинном зале установлены 20 гидроагрегатов мощностью по 115 МВт с поворотно-лопастными турбинами (диаметр рабочего колеса – 9,3 м) и генераторами зонтичного типа (диаметр ротора – 14,3 м, статора – 17,1 м).

Общая длина здания ГЭС вместе с монтажной площадкой – 730 м, ширина – 100 м, высота от подошвы до кровли – 80 м.

Электроэнергия, вырабатываемая ГЭС, передается по четырем высоковольтным линиям 500 кВ: по двум из них – в ОЭС Центра, по двум другим – в ОЭС Урала и Средней Волги.

метическое из показаний штатного теплоконтроля по ТС.

Испытания проводились при следующих условиях: наибольшие температуры отдельных частей генератора Жигулёвской (Волжской) ГЭС не должны превышать значений, регламентированных стандартами и заводской инструкцией, а именно:

- обмотка ротора (по среднему сопротивлению) – +130 °С;
- обмотка статора по ТС – +120 °С (130 °С);
- активная сталь сердечника статора по ТС – +120 °С (130 °С).

По результатам испытаний определяется соответствие стандартам или техническим условиям на поставку характеристик нагревания испытанного генератора.

4. РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ГЕНЕРАТОРОВ НА НАГРЕВАНИЕ

За период с 1990 по 2011 гг. на Жигулёвской и Волжской ГЭС были проведены испытания модернизированных и реконструированных генераторов в симметричных нагрузочных режимах. Результаты проведенных испытаний показали полное соответствие генераторов стандарту и техническим условиям на поставку. Кроме того, было подтверждено, что генераторы обладают достаточным тепловым запасом.

Для всех испытанных генераторов были составлены карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на

выводах и температуры охлаждающих сред. Карты допустимых нагрузок генератора составлены по результатам испытаний на основании кривых нагревов в соответствии с [1], требованиями [2] и заводской инструкции.

Исходными условиями при составлении этих карт являются: сохранение полной мощности (номинальной или максимально длительной) при отклонении напряжения на 5% номинального. При работе генератора с номинальной нагрузкой и напряжением, отличающимся от номинального на 5%, дополнительное повышение температуры отдельных частей генератора и охлаждающей среды считается допустимым, хотя значение его не нормируется. Токи статора определяются и приводятся соответственно при трех значениях напряжения: $U_{ном.}$; $0,95 U_{ном.}$ и $1,05 U_{ном.}$ для тока ротора – при номинальном и наибольшем. Эти токи определяются по регулировочной характеристике и диаграмме Потье.

В карте нагрузок приводятся допустимые токи в обмотках статора и ротора для интервалов не более 5 °С, допустимый ток определяется для наибольшего значения температуры данного интервала (верхний предел температуры 55 °С, а нижний 25 °С и ниже).

Разработанные карты допустимых нагрузок позволяют увеличивать мощность генератора до величины, установленной заводской инструкцией (обычно на 5–6% номинального) при снижении температуры охлаждающего газа, а при повышении температуры – снижать до величины, определяемой кривыми нагревов статора и ротора. В качестве примера в таблице 1 приведена карта допустимых нагрузок для гидрогенератора ст. № 4 Волжской ГЭС.

КАРТА ДОПУСТИМЫХ НАГРУЗОК ГЕНЕРАТОРА СТ. № 4 ВОЛЖСКОЙ ГЭС

Обмотка	Напряжение статора, кВ	Допустимые токи (А) при температуре охлаждающего газа, °С						
		25 °С и ниже	26–30 °С	31–35 °С	36–40 °С	41–45 °С	46–50 °С	51–55 °С
Статора	14,5	5640	5480	5320	4740	4040	3260	2130
	13,8	5920	5750	5585	4980	4240	3420	2240
Ротора	14,5	2000	1970	1940	1840	1740	1620	1490
	13,8 и ниже	1940	1920	1900	1790	1690	1560	1430

Таблица 2

Примечание: $I_{ст. доп.} = 5920 \text{ A} (1,06 I_{ст. ном.})$, $I_{рот. доп.} = 2010 \text{ A} (1,06 I_{рот. ном.})$

5. ИСПЫТАНИЯ ГЕНЕРАТОРА НА НАГРЕВАНИЕ В ЦЕЛЯХ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ПЕРЕМАРКИРОВАНИЯ

Результаты проведенных периодических контрольных испытаний гидрогенераторов Жигулёвской и Волжской ГЭС показали, что они обладают определенным тепловым запасом. Наличие у генераторов ГЭС запасов по основным тепловым характеристикам позволяет поставить вопрос о возможности их работы при нагрузках сверх номинальной, величина которой может быть уточнена после проведения специальных испытаний.

Однако повышение мощности гидроагрегатов ограничивалось мощностью турбины и работой коммутационной аппаратуры, не рассчитанных на повышенные токи статора. В связи с реконструкцией турбин гидроагрегатов, повышением их мощности и заменой физически и морально

устаревших генераторных выключателей на более современные и совершенные элегазовые, имеющие большую токовую нагрузку, появилась возможность определить возможности их работы с нагрузками выше номинальной. Следует заметить, что повышение мощности генераторов таких многоагрегатных станций обеспечит возможность вывода в плановый капитальный ремонт одновременно большего количества гидроагрегатов ГЭС.

Испытания генератора на нагревание для выявления возможности его перемаркировки на большую мощность проводятся в соответствии с [1]. Поскольку заложенные между стержнями обмотки статора термометры сопротивления не дают полного представления о реальном уровне нагрева меди стержней, то в дополнение к обычным эксплуатационным испытаниям необходимо выполнить:

- исследование теплового поля стержней обмотки статора на двух-трех стержнях, установленных вблизи нейтрали генератора, путем измерения уровней нагревания эле-

ментарных проводников и определения характера распределения его по высоте и длине стержней;

- исследование теплового состояния активной стали статора;
- проверку вибрационного состояния обмотки и сердечника статора.

Целью такого исследования теплового поля стержней обмотки статора является определение максимальных уровней температур элементарных проводников и мест максимального тепловыделения с проверкой не превышения температур, регламентированных стандартами, которые определяют долговечность и надежность работы изоляции обмотки генератора. Предельно допустимая температура обмотки ротора определяется по ее сопротивлению. При проведении исследования теплового поля стержней головной образец генераторов станции предварительно в процессе монтажа должен оснащаться контрольными термодатчиками.

Такие исследования (с установкой исследовательских медно-константановых контрольных

НАГРЕВЫ АКТИВНЫХ УЗЛОВ ПЕРЕМАРКИРОВАННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ СТАНЦИЙ

Станционный номер генератора	Наименование ГЭС		Превышение температуры активных узлов генератора, °С			Тепловые запасы активных узлов генератора, °С		
	Жигулёвская	Волжская	Статор		Ротор	Статор		Ротор
	Мощность генератора, МВт	Перемаркированная (номинальная, 115 МВт)	Обмотка по ТС/ТП	Сердечник по ТС/ТП	Обмотка по среднему сопротивлению, при $U_H/1,05U_H$	Обмотка по ТС/ТП	Сердечник по ТС/ТП	Обмотка по среднему сопротивлению, при $U_H/1,05U_H$
3	120	-	44/57	44/38	66/70	41/28	41/47	29/25
5	120	-	42/57	42/35	65/68	43/28	43/50	30/27
6	125,5	-	49/61	41/32	73/75	36/24	44/53	22/20
9	125,5	-	49/61	41/34	70/78	36/24	44/51	25/22
10	120	-	42/57	41/36	66/70	43/28	44/49	29/25
15	120	-	41/56	39/33	66/70	44/29	46/52	29/25
3	-	125,5	38/54	37/30	60/64	57/41	58/65	35/31
4	-	125,5	46/55	39/29	67/69	49/40	56/66	28/26
9	-	120	43/50	36/31	76/80	52/45	59/64	19/15
11	-	125,5	39/55	35/30	66/70	56/40	60/65	29/25
16	-	120	38/57	35/29	83/90	57/38	60/66	12/5
17	-	125,5	39/53	34/30	74/78	56/42	61/65	21/17
19	-	120	40/53	36/29	70/73	55/42	59/66	25/22
22	-	120	37/50	37/30	73/77	58/45	58/65	22/18
12	-	125,5	40/55	34/31	72/74	55/40	61/64	23/21
8	-	125,5	44,5/54	38/30,5	55/58	50,5/51	57/64,5	40/37

Таблица 3
Примечание: $I_{ст. доп.} = 5920 \text{ A} (1,06 I_{ст. ном.})$, $I_{рот. доп.} = 2010 \text{ A} (1,06 I_{рот. ном.})$

термодатчиков на трех верхних и одном нижнем стержне обмотки и сердечнике статора в период капремонта) на генераторах Жигулёвской (на ГГ ст. № 12 в 1990 г.) и Волжской ГЭС (на ГГ ст. №№ 2, 22 в 1983–1985 гг.) были проведены после их реконструктивного ремонта в процессе изготовления резервной обмотки. При исследовании теплового состояния обмотки статора был определен также характер распределения уровней нагрева элементарных проводников стержней по высоте и длине стержней, которые оказались значительно ниже допустимых. При этом перепад температуры, зарегистрированной термодатчиками, установленных

непосредственно на меди обмотки и термосопротивлениями (ТС), установленными между верхним и нижним стержнями, составил 14–18 °С. Последующие тепловые испытания других генераторов станций подтвердили наличие определенных тепловых запасов и отсутствие тенденции ухудшения изоляции обмотки ста-

тора. Предварительная оснастка обмотки статора термодатчиками в условиях эксплуатации – довольно сложная операция, она связана с рядом организационно-технических трудностей. В месте с тем, в соответствии с требованиями [4], дополнительными термодатчиками должны оснащаться головные образцы генераторов станции.

Поэтому, учитывая полученные положительные результаты испытаний генераторов станций и то, что новое оснащение генераторов станции термодатчиками в условиях ГЭС технологически сложно и неизбежно связано с демонтажом 3–4 стержней вблизи нуля (снятием корпусной изоляции стержней, их оснасткой термодатчиками и запечкой с полимеризацией эпоксидного связующего при температуре 140–160 °С и давлении 6–7 атм под прессом) с последующим монтажом (при котором не исключено нарушение монолитности терморепаративной изоляции и ее частичное повреждение), это вряд ли целесообразно, поскольку может привести к снижению надежности и технологическому нарушению работы машины при дальнейшей эксплуатации и, по сути, является разрушающим контролем), по согласованию с административно-техническим персоналом станций было принято решение проводить испытание по штатному теплоконтролю (т. е. по ТС). Однако для более достоверной оценки теплового поля стержней учитывался перепад температуры между ТП и ТС. Проведение тепловых испытаний гидрогенераторов без предварительной оснастки термодатчиками (при наличии кривых нагрева непосредственно меди обмотки статора) можно считать вполне обоснованным, учитывая идентичность параметров машин и наличие определенных тепловых запасов активных частей генераторов станций.

Испытания генератора с целью определения возможности его перемаркировки проводились комплексно. Поэтому, кроме тепловых испытаний генератора, проводились также вибрационные испытания сердечника и обмотки статора, а также испытания для определения формы рабочей характеристики гидроагрегата и турбины, проверка гарантий при работе за линией максимальной мощности турбины, проверка соответствия регулятора частоты вращения гидротурбины требованиям стандартов и технических условий, а также определение механического состояния гидроагрегата методом вибрационной диагностики. В последнем случае обязательно делался вывод о возможности перемаркировки гидроагрегата на повышенную мощность и определение линии ограничения по минимальной мощности.

К настоящему времени проведены испытания 16 гидрогенераторов при сверхноминальной мощности в диапазоне $(1,044 \pm 1,091) P_{ном.}$, которые по решению расширенной комиссии ОАО «РусГидро» перемаркированы на новые параметры.

В Таблице 2 приведены величины превышений температур (над охлаждающим воздухом, допустимое значение которого для гидрогенераторов с замкнутой системой охлаждения составляет 35 °С) по результатам тепловых испытаний, полученных с помощью установленных термомпар, т. е. это именно параметры нагрева меди обмотки и стали сердечника статора, а также по заложенным термосопротивлениям, которые отличаются от истинных величин на разницу перепада температуры в корпусной изоляции стержней обмотки статора.

Выявленные тепловые запасы основных узлов гидрогенераторов станций для обеих станций оказались равными. Несколько больший

Испытания генератора с целью определения возможности его перемаркировки проводились комплексно. Поэтому, кроме тепловых испытаний генератора, проводились также вибрационные испытания сердечника и обмотки статора, а также испытания для определения формы рабочей характеристики гидроагрегата и турбины, проверка гарантий при работе за линией максимальной мощности турбины, проверка соответствия регулятора частоты вращения гидротурбины требованиям стандартов и технических условий, а также определение механического состояния гидроагрегата методом вибрационной диагностики. В последнем случае обязательно делался вывод о возможности перемаркировки гидроагрегата на повышенную мощность и определение линии ограничения по минимальной мощности.

К настоящему времени проведены испытания 16 гидрогенераторов при сверхноминальной мощности в диапазоне $(1,044 \pm 1,091) P_{ном.}$, которые по решению расширенной комиссии ОАО «РусГидро» перемаркированы на новые параметры.

В Таблице 2 приведены величины превышений температур (над охлаждающим воздухом, допустимое значение которого для гидрогенераторов с замкнутой системой охлаждения составляет 35 °С) по результатам тепловых испытаний, полученных с помощью установленных термомпар, т. е. это именно параметры нагрева меди обмотки и стали сердечника статора, а также по заложенным термосопротивлениям, которые отличаются от истинных величин на разницу перепада температуры в корпусной изоляции стержней обмотки статора.

Выявленные тепловые запасы основных узлов гидрогенераторов станций для обеих станций оказались равными. Несколько больший

ИНФОРМАЦИЯ

ИЗ ГОСТ 11828-86 «ИСПЫТАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН НА НАГРЕВАНИЕ»

10.2. При испытании электрической машины на нагревание надлежит измерять:

- все электрические величины, определяющие режим работы машины, – напряжение и ток якоря, их частоту в случае машин переменного тока, подводимую мощность в случае двигателя переменного тока или отдаваемую мощность в случае генератора переменного тока, ток возбуждения в случае машин, возбуждаемых постоянным током;
- частоту вращения машин постоянного тока или скольжения асинхронных двигателей;
- температуру частей машины по всем применяемым измерителям;
- всякие иные величины, могущие оказывать влияние на нагревание испытуемой машины, или измерение которых предусматривается в стандартах или технических условиях на конкретные виды электрических машин.

запас по теплу для гидрогенераторов Волжской ГЭС обусловлен принятой на 10 °С большей допустимой температурой для обмотки и сердечника статора гидрогенераторов Волжской ГЭС, чем для гидрогенераторов Жигулёвской ГЭС. Наиболее напряженным узлом генераторов по уровням нагрева является ротор, что обусловлено меньшим весом его железа по сравнению с весом сердечника статора. А железо, как известно, является хорошим проводником тепла. Наименьший тепловой запас оказался у генератора ст. № 16 Волжской ГЭС, что обусловлено особенностью его конструкции (сердечник статора выполнен разъемным, состоящим из сегментов). Заметим, данный генератор включен в план полной реконструкции и модернизации.

Таким образом, при повышении мощности генераторов станции сверхноминальной на $(1,044 \div 1,091) P_{ном}$ по тепловому состоянию они имеют определенный запас и не ограничивают мощность при номинальной и сверхноминальных нагрузках.

6. СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ (КЗ) ГЕНЕРАТОРОВ

Для определения необходимости корректировки уставок защит генератора были проделаны специальные расчёты, а именно была проведена оценка токов короткого замыкания вследствие повышения тока статора от номинального значения до сверхноминального. Были рассчитаны:

- начальное значение сверхпереходного тока КЗ;

- начальное значение переходного тока КЗ;
- установившийся ток КЗ;
- периодическая составляющая тока КЗ;
- аperiodическая составляющая тока КЗ;
- ударный ток КЗ.

Результаты расчетов показали, что токи короткого замыкания при номинальной и сверхноминальной нагрузках не изменяются, поскольку с увеличением тока статора одновременно пропорционально возрастают реактансы генератора. Поэтому корректировка уставок защит от токов симметричных и несимметричных КЗ генератора не требуется.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Опыт реконструкции и модернизации, изготовления, монтажа и проверки конструктивных решений генераторов Жигулёвской и Волжской ГЭС показали эффективность основных принятых конструктивных решений, а именно:

- замена обмотки компандированной изоляции на новую терморезистивную, обладающую более высокой нагревостойкостью, которая, помимо снижения нагревов активных частей машин, привела к повышению надежности их работы (было установлено практически полное отсутствие отказов и технологических нарушений после модернизации);
- замена активной стали сердечника ($\Sigma 42$, $P = 1,4$ Вт/кг, $\delta = 0,5$ мм) на новую ($\Sigma 330$, $\delta = 0,35$ мм, $P = 0,8$ Вт/кг), реконструированы сердечники статоров с примени-

ем бесстыковой сборки «в кольцо» на месте установки, что обусловило снижение потерь стали в два раза;

- замена полюсов ротора;
- замена морально и физически устаревших генераторных выключателей на более современные и совершенные элегазовые с большей величиной допустимого тока.

2. По тепловому состоянию генераторы Жигулёвской и Волжской ГЭС могут быть перемаркированы на большую активную мощность при номинальном коэффициенте мощности ($\cos\phi = 0,9$).

3. Проведенные испытания генераторов в симметричном режиме с номинальной и сверхноминальной нагрузкой показали, что для сохранения необходимого надежного запаса теплового состояния обмотки ротора генераторов станций предельная сверхноминальная нагрузка при $\cos\phi = 0,9$ может находиться в диапазоне мощностей $P_m = 125,5 \div 130$ МВт. Повышение мощности генераторов свыше указанного диапазона приведет к росту индукции и заметному уменьшению теплового запаса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание РД 34.45.309-92. – М.: СПО, ОРГРЭС, 1993.
2. Объем и нормы испытаний электрооборудования, РД 34.45-51.300-97. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2003.
3. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях, РД 34.45.501-88. – М.: СПО, Союзтехэнерго, 1989.
4. ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия.



INNOPROM

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ**

9 —12 Июля 2014

- Более **570 компаний-экспонентов**
- Бизнес-делегации из **70 стран** мира
- Более **53 000 посетителей**, в том числе владельцы и топ менеджеры крупнейших российских и международных компаний
- **50 000 м²** высокотехнологичного выставочного пространства МВЦ «Екатеринбург ЭКСПО»

Деловая программа INNOPROM:

- Более **150 мероприятий**
- **Актуальные** темы
- **Глобальные** лидеры
- **Деловая элита** России, Европы, Азии, США, Латинской Америки и Африки

ТЕЛЕФОН ГОРЯЧЕЙ ЛИНИИ

8-800-700-82-31

(звонок по России бесплатно)

WWW.INNOPROM.COM

Организаторы:



Оператор:



При поддержке:



Спонсоры и партнеры:



реклама